

Peramalan Beban pada Gardu Induk Mantingan dalam Penentuan Kapasitas Transformator dengan Metode Regresi Linear

Jimmy Trio Putra^{1*}, Nisaun Fadhilah², Muhammad Arrofiq³

Departemen Teknik Elektro dan Informatika, Sekolah Vokasi, Universitas Gadjah Mada

Gedung Herman Yohanes Sekip Unit III, Catur Tunggal, Depok, Sleman, Yogyakarta, 55281, Indonesia

¹jimmytrioputra@ugm.ac.id

²nisaun.fadhilah@mail.ugm.ac.id

³rofiq@ugm.ac.id

Intisari — Pertumbuhan beban kelistrikan di wilayah Ngawi dan Magetan meningkat seiring rencana pemerintah dalam membangun beberapa infrastruktur dan kawasan industri. Penyedia kelistrikan harus mampu memprediksi kemampuan sistem dalam melayani konsumen. Perencanaan pembangunan Gardu Induk (GI) memiliki tujuan dalam memastikan persebaran semua beban listrik yang dilayani dapat diakomodasi dengan baik. Penelitian ini menggunakan data historis dalam memprediksi besarnya permintaan kelistrikan di area GI Mantingan tahun 2019 hingga tahun 2026. Metode yang digunakan adalah metode regresi linear dengan perencanaan satu tahap, yaitu periode 8 tahun (jangka panjang). Hasil penelitian merekomendasikan bahwa sistem yang beroperasi saat ini membutuhkan persebaran beban listrik dengan memindahkan tiga penyulang di GI Magetan dan GI Ngawi ke GI Mantingan. Tiga penyulang tersebut yaitu penyulang Walikukun dan Trinil yang mendapatkan sumber dari GI Ngawi dan penyulang Sine yang mendapat sumber dari GI Magetan. Area calon pembangunan GI Mantingan yaitu didaerah Widodaren, Mantingan, Karanganyar, Ngrambe dan Sine. Penelitian menunjukkan bahwa GI baru dibangun dengan kapasitas 60 MVA dan besar nilai pembebanan trafo Gardu Induk Mantingan selama 8 tahun memiliki rata-rata sebesar 41,41% serta biaya pokok penyediaan listrik (BPP) rata-rata sebesar Rp. 2.101.

Kata kunci — kapasitas trafo, konsumsi energi listrik, regresi linear.

Abstract — The growth of electricity load in Ngawi and Magetan areas has increased due to the government's plan to build several infrastructure and industrial areas. The electricity provider must be able to predict the system's ability to serve consumers. The planning for the construction of substations (GI) is carried out to ensure that all electricity loads served can be properly accommodated. This research uses historical data in predicting the amount of electricity demand in the Mantingan substation area from 2019 to 2026. The method used is a linear regression with one-stage planning, which is for 8 years (long term). The results recommend that the current operating system requires an electric load by moving three feeders in Magetan substation and Ngawi substation to Mantingan substation. The three feeders, namely the Walikukun and Trinil feeders, were sourced from the Ngawi substation and the Sine feeders which were sourced from the Magetan substation. The prospective areas for the construction of the Mantingan Substation are Widodaren, Mantingan, Karanganyar, Ngrambe, and Sine areas. Research shows that a newly built substation with a capacity of 60 MVA and the load value of the Mantingan substation transformer for 8 years has an average of 41.41% and an average of biaya pokok penyedia listrik (BPP) of Rp. 2,101.

Keywords— transformer capacity, electrical energy consumption, linear regression.

I. PENDAHULUAN

Di zaman modern ini, sumber daya energi listrik memegang peran penting dalam kemajuan peradaban manusia. Penggunaan energi listrik berkembang sebanding dengan bertambahnya populasi manusia, kebutuhan

industri, kemajuan teknologi. Penyedia kelistrikan tidak hanya memperhitungkan terkait kuantitas kelistrikan tetapi juga mempertimbangkan terhadap kualitas dari kelistrikan; termasuk di dalamnya diperlukan keandalan yang tinggi untuk menjamin pelayanan terhadap konsumen.

Sistem tenaga listrik (STL) yang ideal adalah sistem yang handal dan sistem yang mampu menghasilkan listrik dengan kualitas yang tinggi, namun dengan biaya produksi yang minimum. Untuk mencapai kondisi tersebut, operasi dan perencanaan STL harus dilakukan dengan baik. Operasi STL adalah proses menjalankan sistem yang ada agar dapat melayani beban dengan optimal. Sedangkan perencanaan STL adalah proses untuk membangun sistem yang baru atau menaikkan besarnya kemampuan sistem yang telah ada sehingga dapat menyeimbangi besarnya tuntutan kenaikan beban di masa depan [1].

Perencanaan STL harus dilakukan dengan tepat, karena proses pembangunan atau pengembangan infrastruktur sistem tenaga listrik membutuhkan waktu yang lama dan membutuhkan biaya investasi yang besar. Ketika perencanaan tidak dilakukan dengan tepat, maka biaya investasi dan operasi yang dikeluarkan menjadi lebih besar, serta sistem tidak akan mampu melayani pertumbuhan beban.

Salah satu perencanaan sistem tenaga listrik adalah perencanaan pengembangan Gardu Induk (GI). Perencanaan pengembangan GI merupakan salah satu langkah antisipasi pertumbuhan beban, terhadap kapasitas GI yang ada di sebuah daerah untuk periode waktu tertentu.

Ngawi dan Magetan merupakan salah satu kabupaten yang akan mengalami pertumbuhan beban terbesar di Provinsi Jawa Timur. Hal tersebut disebabkan oleh adanya beberapa infrastruktur baru yang akan dibangun sesuai dengan rencana pemerintah dan kawasan industri yang akan dibangun di Kabupaten Ngawi dan Magetan.

Berdasarkan hasil peramalan beban, kapasitas GI Ngawi dan GI Magetan saat ini tidak mampu untuk melayani pertumbuhan beban yang berupa infrastruktur baru tersebut. Oleh sebab itu perencanaan pengembangan GI perlu dilakukan.

Perencanaan pengembangan GI bertujuan untuk menentukan jenis pengembangan yang akan dilakukan, dengan cara memperbesar kapasitas GI yang sudah ada, atau membangun GI baru di lokasi yang baru. Selain itu, perencanaan pengembangan GI

juga bertujuan untuk menentukan kapasitas GI yang harus dibangun, agar mampu melayani pertumbuhan beban selama 8 tahun kedepan (perencanaan pengembangan GI jangka panjang).

Terdapat banyak sekali metode yang telah digunakan dalam perencanaan pembangunan gardu induk seperti penggunaan *integer programming* [2], *dynamic programming algorithm* [3], sedangkan dengan metode metaheuristic seperti; *genetic algorithm* (GA), *simulated annealing*, dan *tabu search* [4]. Beberapa penelitian dalam mencari lokasi pembangunan gardu induk menyelesaikan permasalahan bersifat diskrit [6,7]. Tahun 2007 ditemukan sebuah metode metaheuristic yaitu *Imperialist Competitive Algorithm* (ICA).

Penelitian ini memperkenalkan metode regresi linier dalam meramalkan besarnya kebutuhan beban listrik di masa yang akan datang dengan menganalisis data yang telah ada pada tahun 2018 sehingga dapat ditentukan besarnya kapasitas gardu induk yang dibutuhkan dalam melayani beban. Data yang telah ada dapat dikumpulkan untuk mengenali suatu pola sehingga dari pola tersebut dapat diimplementasikan dalam memprediksikan besarnya pertumbuhan beban dengan menggunakan model matematis. Selain itu, dapat diprediksikan terkait dengan biaya pokok penyedia listrik dan skema persebaran pembebanan transformator sehingga dapat disesuaikan dengan kebutuhan beban.

II. METODE PENELITIAN

A. Metode Regresi Linear

Metode regresi merupakan metode penentuan sebab dan akibat antar variabel satu dengan variabel yang lain dan membentuk hubungan yang linier. Dimana, perubahan pada variabel x akan mempengaruhi juga pada variabel y sehingga nanti menghasilkan dalam bentuk numerik.

Regresi linear sederhana memiliki model persamaan (1):

$$y=a+bx \quad (1)$$

dimana:

y = variabel akibat (*dependent*)

x = variabel penyebab (*independent*)

a = konstanta

b =besaran *response* yang ditimbulkan oleh *predictor*

Variabel penyebab yang digunakan adalah periode bulan (x) yang akan diprediksi dan variabel akibat adalah beban puncak 3 penyulang (y). Sedangkan untuk nilai konstanta (a) dan koefisien regresi (b) dapat menggunakan persamaan:

$$a = \frac{(\sum y)(\sum x^2) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (2)$$

$$b = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (3)$$

dimana:

n = jumlah data



Gbr 1. Posisi Kecamatan Karanganyar, Kecamatan Widodaren, Kecamatan Ngrambe, Kecamatan Sine dan Kecamatan Mantingan

GI ini akan menerima 3 penyulang dari GI Ngawi dan GI Magetan, yaitu penyulang Sine yang berasal dari GI Magetan dan penyulang Trinil dan Walikukun yang berasal dari GI Ngawi.

C. Transformator Daya

Dalam penelitian ini transformator daya GI digunakan untuk menurunkan tegangan dari 150kV menjadi 20kV. Trafo daya merupakan komponen yang menyumbang rugi-rugi aktif terbesar. Besar rugi-rugi tersebut pada umumnya telah dihitung oleh pabrikan dan nilainya berbeda sesuai dengan pabrikannya. Adapun besar rugi-rugi daya pada trafo daya

B. Gardu Induk Mantingan

Gardu Induk mantingan merupakan Gardu Induk baru yang akan mulai dibangun dibawah naungan kerja PLN Jawa Timur. Area pelayanan GI ini mencakup 5 kecamatan yaitu Kecamatan Mantingan, Karanganyar, Widodaren dan Sine. 5 kecamatan ini terletak di bagian barat Provinsi Jawa Timur, seperti yang terlihat pada gambar 1. Kelima kecamatan ini memiliki total luas area 444 km². Berdasarkan data yang telah diperoleh kepadatan penduduk pada 5 kecamatan ini yaitu 612,4 Jiwa/km².

untuk beberapa rating daya dapat dilihat pada Tabel 1 [6].

Tabel 1. Rugi-Rugi Transformator Daya 150kV/20kV

No	Daya Trafo (MVA)	Pabrikan	Rugi-rugi tanpa Beban (kW)	Rugi-rugi dengan adanya beban
1	16	Power Engineering	8,85	84
2	30	Power Engineering	22	150
3	60	Minera	66,97	303

Transformator daya memiliki kemampuan pelayanan atau nilai rating. Besar beban yang dilayani oleh trafo seharusnya tidak melebihi nilai rating-nya. Pembebanan yang dialami oleh sebuah trafo daya dapat dicari dengan menggunakan faktor penggunaan, yaitu seperti pada persamaan:

$$U_f = \frac{P_{peak}}{P_{rated}} \quad (4)$$

dengan :

U_f : faktor penggunaan

P_{peak} : beban puncak (MW)

P_{rated} : kapasitas sistem (MW)

Jika nilai U_f sebuah trafo daya melebihi nilai standar yang telah ditetapkan, dibutuhkan tambahan piranti dengan besar kapasitas yang dapat dihitung menggunakan persamaan: [7].

$$P_{new} = P_{peak} \times LF - P_{cap} \times U_f \quad (5)$$

dengan :

P_{new} : Kapasitas tambahan (MVA)

P_{peak} : Beban puncak (MVA)

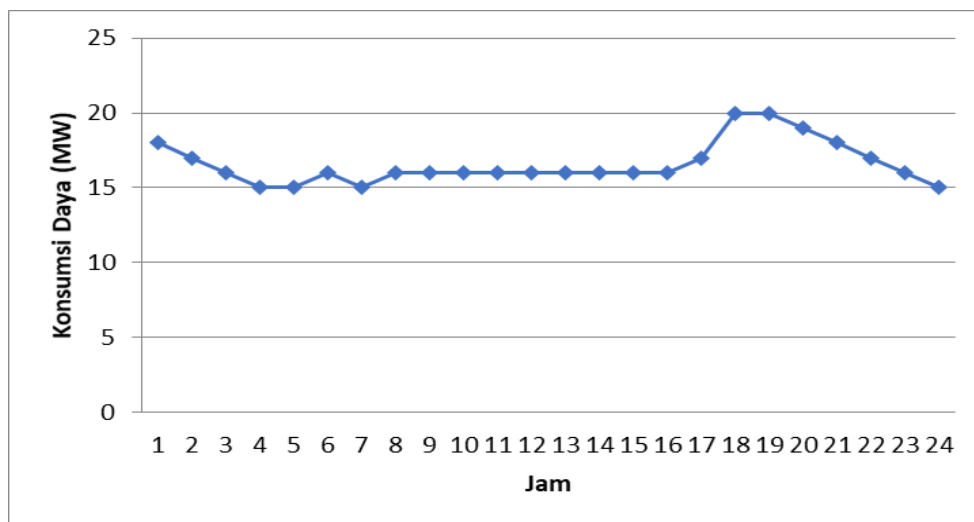
LF : Faktor beban (%)

P_{cap} : Kapasitas trafo existing (MVA)

U_f : Faktor penggunaan standar (%)

D. Beban Harian

Kurva beban harian seperti pada Gambar 2. menunjukkan besar konsumsi listrik selama satu hari (24 jam). Dari kurva beban dapat dilihat bahwa beban puncak terjadi pada pukul 18:00 WIB. Beban puncak adalah beban maksimum pada periode waktu tertentu, dan terjadi dengan durasi yang singkat.



Gbr 2. Kurva Beban Harian

E. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir (*flowchart*) penelitian dijabarkan pada Gambar 3. Dalam pengumpulan data pada penelitian ini, data yang diambil yang terkait dengan judul penelitian seperti data beban puncak tiga penyulang yaitu Sine, Trinil dan Walikukun yang digunakan dalam peramalan beban diperoleh dari statistik perusahaan PLN UP3 Madiun dari bulan Mei-Desember tahun 2018 dan data wilayah daerah distribusi GI Mantingan yaitu Widodaren, Mantingan, Karanganyar, Ngrambe dan Sine serta aliran daya per daerah tersebut yang digunakan

sebagai pemetaan kerapatan beban perwilayah. Pengolahan data dalam penelitian ini dilakukan dengan melakukan pengolahan data dengan *software-microsoft excel*.

F. Pemetaan Kerapatan Beban

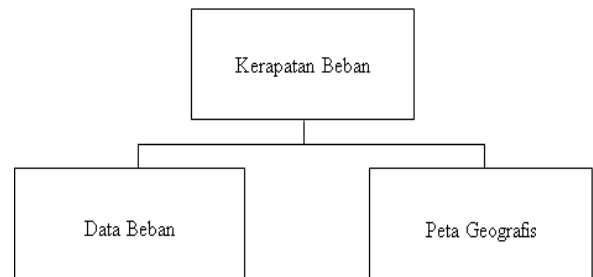
Dalam perencanaan Gardu Induk diperlukan pemetaan beban per satuan area agar nantinya dapat digunakan sebagai penghitungan lokasi optimal pembangunan GI. Kerapatan beban memberikan informasi besar beban di setiap area dengan luas tertentu, permasalahannya adalah data

tersebut tidak dimiliki oleh PT PLN (Persero) UP3 Madiun. Perhitungan kerapatan beban dilakukan dengan menggunakan data beban dan data geografis seperti yang terlihat pada Gambar 4.

Untuk menghitung kerapatan beban di wilayah 5 kecamatan yaitu Ngrambe, Widodaren, Sine, Mantingan dan Karanganyar dilakukan beberapa tahapan seperti yang terlihat pada Gambar 4.

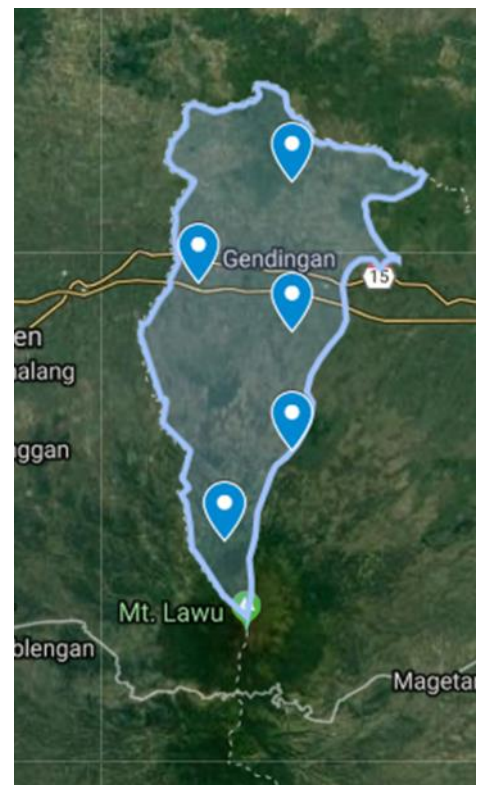


Gbr 3. Diagram Alir Penelitian



Gbr 4. Data Perhitungan Kerapatan Beban

Gambar 4 menunjukkan diagram alir proses penghitungan kerapatan beban. Pertama data geografis wilayah Ngrambe, Widodaren, Sine, Mantingan dan Karanganyar, yang berupa polygon diperoleh dari google mymaps dalam bentuk file dengan ekstensi .kmz ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Polygon dari Google My Maps

Untuk mengetahui besar kerapatan beban per kecamatan perlu diketahui besar konsumsi beban per kecamatan. Ada beberapa kecamatan yang disuplai oleh lebih dari satu penyulang. Pada Tabel 2, dapat dilihat persentasi kebutuhan kecamatan terhadap sebuah penyulang. Data aliran daya pada Tabel 2. adalah data yang diambil pada bulan Oktober 2018.

Tabel 2. Aliran daya dan layanan penyulang

Penyulang	Aliran Daya (MVA)	Area Layanan	Presentasi konsumsi daya per penyulang (%)
Sine	4,3	Ngrambe	34
		Widodaren	21
		Sine	39
		Mantingan	6
Trinil	4,34	Sine	10
		Widodaren	90
Walikukun	4,74	Widodaren	37
		Mantingan	62

Dengan data pada Tabel 2. besar kerapatan beban (kw/km^2) per wilayah

Tabel 3. Penggolongan kerapatan beban

Indeks kerapatan beban	Deskripsi	Representasi warna	Rentang kerapatan beban per wilayah (kVA/km)	Besar kerapatan beban (kVA/km)
H1	Kerapatan beban tinggi	Merah	91-160	120
H2	Kerapatan beban sedang	Ungu	71-90	80
H3	Kerapatan beban rendah	Kuning	26-70	55
H4	Kerapatan beban sangat rendah	Hijau	0-25	20

G. Kekangan

a. Kekangan jatuh tegangan

Terdapat jarak maksimum antara GI dengan beban. Semakin jauh jarak GI terhadap beban maka akan semakin besar jatuh tegangan yang terjadi. PLN memiliki standar batas tegangan layanan maksimum dan minimum, untuk tegangan 20 kV, batas tegangan maksimum adalah 5% diatas tegangan normal, yaitu 21 kV, sedangkan batas tegangan minimum adalah 10% dibawah tegangan normal, yaitu 18 kV. (*Grid Code Java-Bali System*, PLN).

Besar momen listrik untuk saluran udara dengan penghantar AAAC dan kondisi jatuh tegangan sebesar 1% ditunjukkan pada Tabel 4.

kecamatan dapat dicari, kemudian setelah itu kerapatan beban untuk per unit blok dapat ditentukan. Besar kerapatan beban unit blok di sebuah kecamatan belum tentu sama dengan besar kerapatan beban di kecamatan tersebut. Karena sebenarnya kerapatan beban di sebuah kecamatan berbeda-beda, oleh sebab itu di tahap selanjutnya hasil kerapatan beban di bandingkan dengan peta administrasi dan hasil pencitraan dengan *google maps*.

Dalam penelitian ini, besar kerapatan beban yang digunakan bukan merupakan nilai hasil perhitungan. Setiap blok beban akan memiliki besar kerapatan beban yang digolongkan sesuai dengan Tabel 3.

Tabel 4. Momen listrik jaringan distribusi AAAC, M1 % [MW.km]

Penampang (mm^2)	Cos phi				
	1	0,95	0,9	0,85	0,8
35	4	3,6	3,4	4,3	3,2
70	7,7	6,3	5,8	5,4	4,6
150	12,1	11,5	10	8,9	8
240	16,77	15	12,5	10,9	9,7

b. Kapasitas GI

Batas pembebanan dari GI tidak boleh melebihi kapasitas maksimumnya. Berdasarkan RUPTL PLN 2015-2024, kapasitas GI maksimum sebelum perlu dilakukannya perencanaan STL adalah 70-80% dari nilai rating.

Pembebanan pada trafo di GI dihitung menggunakan beban puncak tahunan. Beban

puncak tahunan adalah beban maksimum yang tercatat dalam periode 1 tahun.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Peramalan Beban

Untuk melaksanakan perencanaan pembangunan GI jangka panjang, dibutuhkan proyeksi beban 8 tahun mendatang, hal tersebut diperoleh dari hasil peramalan menggunakan beban di masa lalu dari ketiga penyulang yaitu Walikukun, Sine dan Trinil. Adapun besar beban puncak 3 penyulang bulan tahun 2011 sampai dengan 2018 dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Beban Puncak 3 Penyulang bulan Mei-Desember tahun 2018

Tahun	Beban Puncak			Beban Total 3 Penyulang
	Sine	Trinil	Wali kukun	
2011	215	217	237	13,38
2012	199	198	215	12,24
2013	191	148	194	10,66
2014	190	150	193	10,66
2015	203	200	217	12,4
2016	221	213	230	13,28
2017	271	217	237	14,5
2018	207	207	240	13,08

Dari rekapitulasi data beban puncak 3 penyulang yang diperoleh dari statistik perusahaan PLN UP3 Madiun dari bulan tahun 2011 sampai dengan 2018 dengan melakukan perhitungan data seperti pada Tabel 6.

Tabel 6. Konstanta a dan Koefisien b

Tahun	Variabel x : Periode Bulan	Variabel y : Beban Puncak 3 Penyulang	x ²	x.y
2011	1	13,38	1	13,38
2012	2	12,24	4	24,48
2013	3	10,66	9	31,98
2014	4	10,66	16	42,64
2015	5	12,4	25	62
2016	6	13,28	36	79,68
2017	7	14,5	49	101,5

2018	8	13,08	64	104,64
TOTAL	36	100,2	204	460,3

Nilai konstanta (*a*) dan koefisien regresi (*b*) sebagai berikut:

$$a = \frac{(\sum y)(\sum x^2) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

$$a = \frac{(100,2)(204) - (36)(460,3)}{8(204) - (36)^2}$$

$$a = \frac{(20.440,8) - (16.570,8)}{1632 - 1296}$$

$$a = \frac{3.870}{336}$$

$$a = 11,51$$

$$b = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

$$b = \frac{8(460,3) - (36)(100,2)}{8(204) - (36)^2}$$

$$b = \frac{(3682,4) - (3607,2)}{1632 - 1296}$$

$$b = \frac{75,2}{336}$$

$$b = 0,2238$$

sehingga variabel *dependent* diprediksi dengan ramalan beban selama periode 8 tahun (tahun 2019 - 2026) ditentukan:

$$y = 11,51 + 0,2238(13) = 14,42 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(25) = 17,10 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(37) = 19,79 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(49) = 22,57 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(61) = 25,16 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(73) = 27,84 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(85) = 30,53 \text{ MVA}$$

$$y = 11,51 + 0,2238(97) = 33,21 \text{ MVA}$$

Sedangkan untuk hasil prediksi ramalan beban 3 penyulang gardu induk Mantingan tahun 2019 sampai dengan tahun 2026 dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Hasil Prediksi Ramalan Beban 3
Penyulang GI Mantingan

Tahun	Beban Puncak (MVA)
2019	14,41
2020	17,10
2021	19,79
2022	22,47
2023	25,16
2024	27,85
2025	30,53
2026	33,21

Untuk pemilihan kapasitas trafo digunakan 2 permisalan apabila menggunakan kapasitas trafo 30 MVA dan 60 MVA.

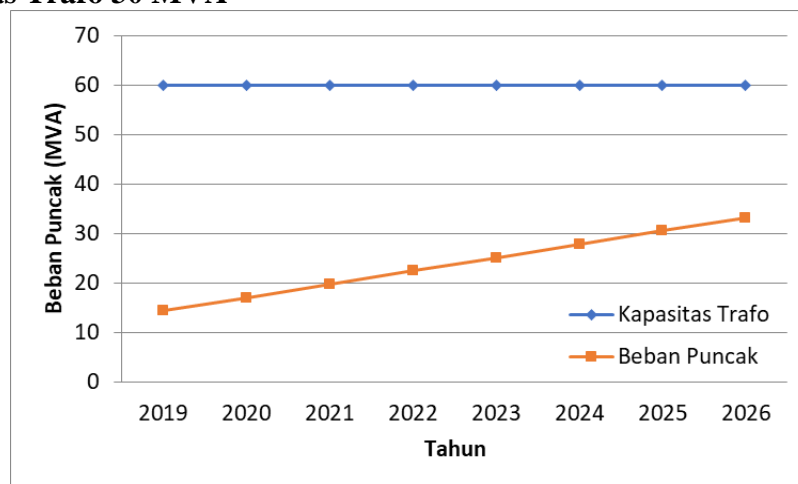
Dengan Kapasitas Trafo 30 MVA

$$U_f = 33,21 \text{ MVA} / 30 \text{ MVA} \\ = 110,7\%$$

Dengan Kapasitas Trafo 60 MVA

$$U_f = 33,21 \text{ MVA} / 60 \text{ MVA} \\ = 72,29\%$$

Berdasarkan besar nilai U_f yang telah dihitung, maka kapasitas trafo yang digunakan agar dapat memenuhi beban puncak sampai tahun 2026 yaitu trafo berkapasitas 60 MVA karena nilai tersebut lebih kurang dari dari U_f standar PLN yaitu 80%. Pertumbuhan beban dan kapasitas beban pada gardu induk Mantingan dapat ditunjukkan pada Gambar 6.



Gbr 6. Pertumbuhan beban dan kapasitas GI Mantingan

B. Kapasitas GI yang perlu Dibangun

Berdasarkan hasil peramalan yang telah dilakukan untuk tahun 2026 didapatkan beban puncak 33,21 MVA. Pada umumnya PLN menggunakan trafo dengan kapasitas 16, 30, 60, atau 100 MVA pada GI 150/20 kV. Sesuai dengan perhitungan yang telah dilakukan, agar GI mampu melayani beban sampai tahun 2026 dengan harapan pada tahun 2026 faktor pembebanan trafo (U_f) lebih kecil dari 80 %. Maka sesuai standar trafo PLN, wilayah Mantingan memerlukan GI dengan total kapasitas trafo 60 MVA. Yaitu dengan satu buah trafo berukuran 60 MVA untuk satu GI Mantingan.

C. BPP Rata-rata

Berdasarkan statistik PLN 2013[8], biaya produksi listrik dari tahun 2012-2018 adalah

seperti pada Tabel 8. Dari Tabel 8 dapat terlihat biaya pokok penyediaan listrik (BPP) (λ) meningkat setiap tahunnya karena dipengaruhi oleh inflasi dan faktor lain. Oleh sebab itu nilai yang digunakan untuk fungsi tujuan adalah BPP rata-rata 8 tahun ke depan.

Tabel 8. BPP PLN tahun 2012-2018

Tahun	BPP (Rupiah)
2012	1341
2013	1380
2014	1420
2015	1540
2016	1617
2017	1693
2018	1769

Hasil ramalan BPP untuk 8 tahun ke depan dapat dilihat pada Tabel 9. Dari hasil perhitungan BPP tersebut, dihitung nilai rata-rata, yang hasilnya adalah BPP (λ) rata-rata = Rp. 2.101,-.

Tabel 9. Hasil ramalan BPP PLN tahun 2019 - 2026

Tahun	BPP (Rp)
2019	1.838,-
2020	1.913,-
2021	1.988,-
2022	2.063,-
2023	2.139,-
2024	2.214,-
2025	2.289,-
2026	2.364,-

D. Pembebanan Transformator

Besar pembebanan trafo (U_f) pada unit trafo yang baru dipengaruhi oleh pembebanan di masing-masing penyulang. Hasil pembagian beban dapat dilihat pada Tabel 10. Sehingga, dapat ditentukan pembebanan rata-rata selama 8 tahun sebesar 41,41%.

Tabel 10. Strategi pembebanan GI

Tahun	Beban Puncak (MVA)	U_f GI (%)
2019	14,41	31,33
2020	17,1	37,17
2021	19,79	43,02
2022	22,47	48,85
2023	25,16	54,70
2024	27,85	60,54
2025	30,53	66,37
2026	33,21	72,20

IV. KESIMPULAN

1. Prediksi total kenaikan jumlah beban puncak 3 penyulang yaitu sine, trinil dan walikukun adalah sebesar 18,8 MVA dari tahun 2019 (rata-rata pertumbuhan per tahun sebesar 18,66%).
2. Kapasitas GI yang digunakan agar dapat melayani beban selama 8 tahun kedepan adalah 60 MVA. Hal ini ditetapkan berdasarkan perhitungan ramalan beban

puncak 8 tahun mendatang yaitu pada tahun 2026 sebesar 33,21 MVA.

3. Dalam perhitungan nilai U_f (faktor pemakaian) dengan 2 permisalan trafo yaitu 30 dan 60 MVA. Maka dengan trafo berukuran 60 MVA didapatkan nilai U_f sebesar 72,29%. Hal ini sesuai dengan standar peralatan GI PLN yaitu U_f dibawah 80%.

4. Besar biaya pokok penyediaan listrik untuk 8 tahun kedepan berdasarkan perhitungan menggunakan regresi linear adalah BPP (λ) rata-rata = Rp. 2.101. Sedangkan besar nilai pembebanan trafo GI Mantingan selama 8 tahun memiliki rata-rata sebesar 41,41%.

REFERENSI

- [1] M. S. Seifi, Hossein, Sepasian, Electrical Power System Planning. Berlin: Springer-Verlag, 2011.
- [2] Cebeci, M. E., Eren, S., Tor, O. B., & Güven, N. (2011). Transmission and Substation Expansion Planning using Mixed Integer Programming. North American Power Symposium, 1–5.
- [3] Poston, J. D., & Bouvier, L. F. (2010). An Introduction to Demography. Cambridge: Cambridge University Press.
- [4] Ebrahimporain, R., & Kazemi, M. (2014). Multi-Objective Placement of Multiple Distributed Energy Resources in Distribution System Using Imperialist Competitive Algorithm (ICA). International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE), 6 (18), 89–95.
- [5] Singh, R. P. (2011). Singh, R. P. (2011). Heritagescapes & Cultural Landscapes: An Appraisal. Planet Earth & Cultural Understanding Series, 7.
- [6] Ravadanegh, S. N., & Roshanagh, R. G. (2013). A Heuristic Algorithm for Optimal Multistage Sizing, Siting and Timing of MV Distribution Substations. Electric Power Systems Research 105, 134–141.
- [7] Roshanagh, S. N., & Ravadanegh, R. G. (2014). On Optimal Multistage Electric Power Distribution Networks Expansion Planning. Electrical Power and Energy Systems 54, 487–497.